

Oberflächennahes Erdgas in der deutschen Nordsee

Kartierung von Amplitudenanomalien

**Anna Trampe, Dr. Rüdiger Lutz, Dr. Dieter
Franke**

14.11.2013

Inhalt:

1. Einleitung	2
1.1 Motivation	2
2. Alle kartierten Amplitudenanomalien	2
2.1 Bright spots.....	3
2.2 Hinweise auf Torfe.....	3
2.3 Gas chimneys.....	3
2.4 Seismisch transparente Zonen	4
2.5 Velocity pull-down.....	4

1. Einleitung

Die Karten „Amplitudenanomalien“ stellen die Verbreitung von möglichen Erdgasindikatoren in Form von Amplitudenanomalien in seismischen Daten dar, wie z.B. *bright spots*, *gas chimneys*, seismisch transparente Zonen und *velocity pull-downs*. Das Untersuchungsgebiet umfasst den deutschen Nordseesektor und den Tiefenbereich der ersten 1.000 m unterhalb des Meeresbodens. Als Datengrundlagen standen verschiedenste seismische Daten zur Verfügung: ca. 30.000 km 2D-Daten und ca. 4.000 km² 3D-Daten.

1.1 Motivation

Die Kartierung von Amplitudenanomalien, dient als Grundlage für weiterführende Untersuchungen hinsichtlich oberflächennaher Erdgasvorkommen im deutschen Nordseesektor. Die oberflächennahen Gasvorkommen bis in 1.000 m Tiefe in benachbarten Ländern legen nahe, dass es auch im deutschen Nordseesektor oberflächennahe Erdgasvorkommen geben könnte. Drei der niederländischen oberflächennahen Erdgasvorkommen, nahe der deutsch-niederländischen Grenze, befinden sich bereits in Produktion (Muntendam-Bos et al., 2009). Dies zeigt, dass solche Erdgasvorkommen eine potentielle Energiequelle darstellen. Würden kleinere Erdgasvorkommen in der Nähe von geplanten Windparks gefunden werden, könnte direkt vor Ort Erdgas gefördert und verbrannt werden und während Windflautezeiten für den Antrieb von Turbinen sorgen. Diese Kombination könnte eine kontinuierliche Energieversorgung ermöglichen. Da Erdgas im Sediment die Baugrundeigenschaften negativ beeinflussen kann, ist die Kenntnis über die Verteilung der Erdgasvorkommen im Tiefenbereich der Gründungstiefe von Windenergieanlagen auch aus diesem Blickwinkel wichtig.

2. Alle kartierten Amplitudenanomalien

Die Lage aller kartierten Amplitudenanomalien ist grau markiert. Größtenteils handelt es sich um *bright spots*, aber auch um *gas chimneys*, seismisch transparente Zonen und *velocity pull-downs*. Da die beschriebenen Amplitudenanomalien auch durch Lithologiewechsel, beispielsweise durch Ton-, Torfe- und Kohlelagen verursacht werden können, müssen für die Bewertung der Amplitudenanomalien weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

2.1 *Bright spots*

Die Lage aller kartierten *bright spots* ist grün markiert. Hierbei handelt es sich um die am weitverbreitetsten Amplitudenanomalien. *Bright spots* können am Top einer gasführenden Schicht entstehen. Diese zeichnen sich, im Vergleich zu umliegenden Reflektoren, durch sehr hohe, negative Amplituden aus. Diese Phänomene in seismischen Daten sind mit der Änderung der Impedanz (Produkt aus seismischer Geschwindigkeit und Dichte) zu erklären. Normalerweise nimmt die Impedanz mit zunehmender Tiefe und der damit verbundenen zunehmenden Kompaktion zu. An einer Schichtgrenze liegt somit ein positiver Impedanzkontrast vor, welcher sich in den seismischen Daten als Reflektor mit positiver Phase abbildet. Ändert sich die Porenfüllung und befindet sich in einigen Bereichen Gas anstelle von Wasser, nimmt die Impedanz ab. Eine Schichtgrenze mit einem solchen negativen Impedanzkontrast ist als Reflektor mit negativer Phase in seismischen Daten zu erkennen. Der negative Impedanzkontrast wird auch an der lateralen Grenze von einem gasführenden zu einem nicht gasführenden Bereich durch einen Phasenwechsel deutlich. Da *bright spots* auch durch Lithologiewechsel, beispielsweise durch Ton-, Torfe- und Kohlelagen verursacht werden können, müssen für die Bewertung der Amplitudenanomalien weitere Untersuchungen durchgeführt werden.

2.2 Hinweise auf Torfe

Die Lage der kartierten *bright spots*, die vermutlich durch Torfe verursacht wurden, ist dunkelblau markiert. Torfe können ebenso wie Gas, *bright spots* in seismischen Daten hervorrufen. Torfe haben im Vergleich zu anderen Sedimenten eine sehr viel geringere Dichte. Hierdurch entsteht ein hoher, negativer Impedanzkontrast der sich in Reflektoren mit hohen, negativen Amplituden widerspiegelt. Die von Torfen verursachten *bright spots* wurden aufgrund ihres Erscheinungsbilds und ihrer Lage von Erdgas unterschieden. Typisch für Torfe in der deutschen Nordsee ist eine sehr geringe Tiefenlage, sehr dicht unterhalb des Reflektors des Meeresbodens, eine fleckenhafte Verteilung, eine klare laterale Begrenzung und eine nahezu horizontale Lage. Diese *bright spots* wurden während der Kartierung als separate Kategorie erfasst.

2.3 *Gas chimneys*

Die Lage aller kartierten *gas chimneys* ist rot markiert. Diese bilden sich in seismischen Daten als vertikale, kaminartige Strukturen ab und gehören zu den Indikatoren für mögliche Gasvorkommen. Die Reflektoren innerhalb dieser Struktur weisen geringe Amplituden auf und lassen sich als chaotisch beschreiben. Diese Merkmale können durch den Aufstieg von (gashaltigen) Fluiden und die dadurch verursachte Zerstörung des ursprünglichen Sedimentgefüges erklärt werden.

2.4 Seismisch transparente Zonen

Die Lage der kartierten seismisch transparenten Zonen ist magenta markiert. Diese Amplitudenanomalien zeichnen sich durch deutlich abgeschwächte seismische Amplituden aus. Dieses Phänomen kann sowohl durch Streuung oder Absorption der akustischen Signale an fein verteiltem Gas im Porenraum als auch durch die nahezu vollständige Reflexion an einer Grenze zu einer gasführenden Schicht aufgrund des hohen Impedanzkontrastes entstehen. Die nahezu vollständige Reflexion ist vor allem an sehr hochfrequenten hydroakustischen Daten zu beobachten. Seismisch transparente Zonen können lateral eng begrenzt auftreten, z.B. unterhalb von *bright spots*, aber auch in großräumigeren Arealen vorkommen. Auffällig im deutschen Nordseesektor ist hier das Gebiet südöstlich von Helgoland, das sich über eine Fläche von ca. 500 km² erstreckt; das sogenannte Helgoländer Schlickloch (Hebbeln et al., 2003; von Haugwitz et al., 1988). Seismisch transparente Zonen sind ebenfalls als Hinweise auf Gas zu interpretieren, lassen aber keine gesicherte Aussage über Gasvorkommen zu.

2.5 Velocity pull-down

Die Lage aller kartierten *velocity pull-downs* ist hellblau markiert. Im Zusammenhang mit anderen Amplitudenanomalien, die als Gasindikatoren gelten, sind auch *velocity pull-downs* als Hinweis auf Gas kartiert worden. Die im Vergleich niedrigen seismischen Geschwindigkeiten und somit längeren Laufzeiten in gasführenden Sedimenten, zu wasserführenden Sedimenten, führen zu einer scheinbaren Depression in seismischen Daten.

Literatur:

- Hebbeln, D., Scheurle, C., and Lamy, F., 2003. Depositional history of the Helgoland mud area, German Bight, North Sea. *Geo-Marine Letters* 23, 81-90.
- Muntendam-Bos, A. G., Wassing, B. B. T., Heege, J. H. t., Bergen, F. v., Schavemaker, Y. A., Gessel, S. F. v., Jong, M. L. d., Nelskamp, S., Thienen-Visser, K. v., Guasti, E., Belt, F. J. G. v. d., and Marges, V. C., 2009. Inventory non-conventional gas. TNO, Utrecht.
- von Haugwitz, W., Wong, H. K., and Salge, U., 1988. The Mud Area Southeast of Helgoland: A reflection Seismic Study. *Mitt. Geol.-Paläont. Inst. Univ. Hamburg* 65, 14